

СЕКЦИЯ 2. ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ АРКТИКИ И ИХ ОСВОЕНИЕ

КАРТИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕТРАДИЦИОННОЙ (СЛАНЦЕВОЙ) НЕФТИ

А.Р. Кайтукаев

Научный руководитель профессор В.И. Исаев

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Введение. Нетрадиционная нефть, или как у нас именуется нефть из плотных пород (низкопроницаемых коллекторов) – «трудноизвлекаемая», «сланцевая нефть». Именно такая терминология сегодня чаще всего применяется для обозначения всего многообразия «нетрадиционных» источников нефти, требующих для своей добычи применения специальных технологий (многоствольные горизонтальные скважины, многостадийные разрывы, микросейсмические и микроскановые наблюдения). В эту же группу входит нефть, не мигрировавшая в вышележащие или прилегающие к нефтематеринской формации толщи, т.е. запечатанные в генерирующей толще.

В последние 5 лет фиксируется тренд снижения добычи нефти в основном нефтедобывающем регионе Российской Федерации – Западно-Сибирском. Поэтому обращено внимание на залежи нефти непосредственно в баженовской нефтематеринской свите [1], включая ее сланцевую нефтеносность арктической материковой окраины [2].

Системный подход к резервуарам сланцевой нефти, как к нефтегазоперспективным объектам, является трудной задачей и находится в стадии разработки [3].

Ключевым фактором, детализирующим характеристику материнской свиты, как питающей выше/ниже лежащие терригенные комплексы или как сланцевой формации, являются время действия и температурный режим главной фазы нефтеобразования, нефтяного окна. Иначе говоря, основные объемы нефти, генерированной, аккумулярованной или мигрировавшей в коллектор, локализируются там, где материнские отложения в большей степени находятся/находились в главной зоне нефтеобразования [4].

Технология зонального районирования, базирующаяся на методе палеотемпературного моделирования. Восстановление термической истории материнских отложений выполняется на основе палеотектонических и палеотемпературных реконструкций. Метод палеотемпературного моделирования основан на численном решении уравнения теплопроводности. Метод позволяет на первом этапе, по «наблюденным» температурам в скважине, рассчитать тепловой поток через поверхность осадочного чехла. На втором же этапе, зная тепловой поток, рассчитываются геотемпературы в любых заданных точках осадочной толщи в любой момент геологического времени. Объектом палеотемпературного моделирования является осадочный разрез представительной глубокой скважины [4].

Методика геологического анализа, разработанная с учетом зарубежного опыта. Эта методика позволяет выделять и ранжировать перспективные районы, определять точки заложения поисковых скважин. Суть метода заключается в относительно недорогом геологическом анализе: рассматриваемые «сланцевые» формации вскрыты многочисленными скважинами и пройдены сейсмическими профилями, которые как раз и используются в анализе. Непосредственно сама методика опирается на условия наличия нефти и газа в «сланцевых» формациях [5]: 1) содержание органического вещества в формации более 1%; 2) соответствующая термическая (катагенетическая) зрелость этого органического вещества; 3) пористость отложений не менее 3% (чтобы сланец содержал в этих порах

достаточные для разработки объемы углеводородов); 4) наличие перекрывающих и подстилающих толщ, обеспечивающих удержание углеводородных флюидов в нефтематеринской формации.

Американский метод тоже достаточно интересен: при разработке сланцевых полей встречаются участки с резко увеличенными притоками, американцы их называют «Sweet Spots» – «Лакомые Кусочки», в русской терминологии – это законсервированные очаги генерации углеводородов. В большинстве поисковых скважин, пробуренных в перспективном поле развития сланцевой формации, получают небольшие притоки газа.

При получении значительного притока углеводородов ставятся специальные сейсмические работы, по результатам которых отслеживается развитие эффективного коллектора. Геологи уловили эту особенность, с тех пор в американской практике поисковые работы, в значительной степени, свелись к поискам «Sweet Spots». Данные участки ищут сейсмическими методами трехкомпонентной (3К) сейсморазведки, которая приблизительно в 2 раза дороже метода сейсморазведки 3Д, а также занимает очень продолжительное время [6].

Заключение. Помимо достаточно сложной технологии поисков запасов «нетрадиционной нефти», проблема заключается также в рентабельности этих запасов.

«Сланцевая» или нетрадиционная нефть – одно из самых приоритетных направлений нефтяной промышленности, в реалиях уменьшения запасов традиционной нефти, но оно же имеет множество негативных сторон, еще не позволяющих занять уверенное лидерство в области нефтяной промышленности.

Литература

1. Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Сунгурова О.Г. Районирование мегавпадин Томской области по плотности ресурсов сланцевой нефти // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 1. – [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/1_2016.pdf
2. Стоцкий В.В., Искоркина А.А. Позднеэоценовая регрессия как фактор геотермического режима нефтематеринских отложений арктических районов Западной Сибири (на примере Южного Ямала) // Материалы IX Всероссийской научной молодежной конференции имени профессора М.К. Коровина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – С. 262 – 265
3. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8 – 17
4. Исаев В.И., Исаева О.С., Лобова Г.А., Старостенко В.И., Фомин А.Н. Экспресс-районирование материнской свиты по плотности ресурсов генерированной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 3– С. 23 – 37.
5. Жарков А.М. Концептуальные модели формирования и методика поисков углеводородов в наиболее значимых «сланцевых» формациях России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 4. – [Электронный ресурс]. URL: http://www.ngtp.ru/rub/11/47_2015.pdf
6. Javier Carrasco, Enrique M. Trillo. Sweet Spot Geological Techniques for Detecting Oil Field Exploration Locations // SPE Latin American and Caribbean Petroleum

Engineering Conference, 18-20 November, Quito, Ecuador, 2015. – [Электронный ресурс]. URL: <https://doi.org/10.2118/177035-MS>

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

В.А. Ким

Научный руководитель доцент Е.Н. Пашков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия*

Ни одна из сырьевых отраслей не вызывает столько волнений и не приносит столько прибыли, как нефть и газ, которые являются главными энергоносителями. Умение использовать эти ключевые продукты и их запасы, держать в руках ниточки бизнеса в этих направлениях, определяет путь к экономическому процветанию и выбору политической и экономической стратегии государства.

Задумывались Вы когда-нибудь над тем, почему Россия является одной из стран-лидеров по добыче нефти и газа на дальнем севере и в мире? Сегодня Россия входит в тройку мировых лидеров по добыче углеводородов: в 2014 г. в стране было добыто 525 млн.т нефти и 668 млрд. м³ – природного газа. При этом более чем 90% всего газа и около 10% нефти дают месторождения российского сектора Арктики, т.е. арктических регионов России. Неудивительно, что именно Россия исторически лидировала по многим направлениям освоения арктических нефтегазовых ресурсов, от разведки до ввода в эксплуатацию новых месторождений, и делала это, опираясь на отечественную науку и отечественные технологии.

Арктическая зона России в целом представляет собой колоссальный сырьевой резерв страны и относится к числу немногих регионов мира, где имеются практически нетронутые запасы углеводородного (нефти и газа) и минерального сырья. На относительно небольших территориях здесь сосредоточены крупнейшие месторождения полезных ископаемых.

Россия омывается водами 13 внутренних и окраинных морей. Площадь шельфа и континентального склона России составляет 6,2 млн. км², что соответствует 21% площади шельфа Мирового океана. Шельф площадью не менее 4 млн. км², континентальный склон и глубоководные зоны площадью 0,4–0,5 млн. км² являются перспективными на нефть и газ. На российском шельфе открыто 20 крупных морских нефтегазоносных провинций и бассейнов, из которых 10 – с доказанной нефтегазоносностью. Крупнейшими осадочными бассейнами в арктической части являются: Восточно-Баренцевский, Южно-Карский, Лаптевский, Восточно-Сибирский и Чукотский. Начальные геологические ресурсы углеводородов на шельфе России составляют 136 млрд. т.

Ключевым понятием для нашего исследования является то, что при разработке и добыче нефти и газа в условиях крайнего севера на арктическом шельфе возникают проблемы: во-первых, обнаружить утечку подо льдом гораздо сложнее, чем на суше; во-вторых, локализация и устранение утечек также существенно осложнялись наличием на поверхности воды ледяного покрова; в-третьих, необычайная хрупкость экосистемы Арктики означала, что любая авария грозит обернуться настоящей катастрофой. Все это требует создания очень надежной системы – не может быть допущено ни одной ошибки.

К основным сложностям, с которыми сталкиваются компании, относятся:

1. Климатические. Суровый климат (сильные морозы практически круглый год), продолжительная полярная ночь, угроза повреждения морских буровых